



## **DÉCISION**

**DANS L'AFFAIRE d'une demande présentée par  
Enbridge Gas New Brunswick Inc. visant  
à faire approuver ses taux et ses tarifs**

**Le 23 juin 2000**

**COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC  
DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

LA COMMISSION DES ENTREPRISES  
DE SERVICE PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK

VU l'article 52 de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*, L.N.-B. 1999, chap. G-2.11,

ET DANS L'AFFAIRE d'une demande présentée par Enbridge Gas New Brunswick Inc. visant à faire approuver ses taux et ses tarifs.

Commission :	David C. Nicholson — Président Léonard Larocque — Commissaire R. J. Lutes — Commissaire Robert Richardson — Commissaire Monika Zauhar — Commissaire  Lorraine Légère — Secrétaire M. Douglas Goss — Conseiller principal Carol Nykolyn — Conseillère Gary Highfield — Directeur de la sécurité John Butler — Consultant James Easson — Consultant William O'Connell — Avocat conseil de la Commission
Enbridge Gas New Brunswick Inc. :	David MacDougall — Avocat Len Hoyt — Avocat
Province du Nouveau-Brunswick :	Ian Blue — Avocat
Irving Oil Limited :	Christopher Stewart — Avocat
Sempra Energy Sales Limited :	Peter Zed — Avocat
Union of New Brunswick Indians :	Juli Abouchar — Avocate
MariCo Oil and Gas Corporation :	Dennis Holbrook — Avocat

## TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
SOMMAIRE DES CONCLUSIONS-----	i
INTRODUCTION-----	1
PHASE DE DÉMARRAGE-----	8
TAUX-----	12
TAUX CIBLES-----	12
INTERCALAIRES DE TAUX-----	15
RATIOS REVENUS-COÛTS -----	16
STRUCTURE DE CAPITAL -----	17
DÉPENSES -----	19
INTRODUCTION-----	19
FRAIS D'ADMINISTRATION-----	21
DÉPRÉCIATION DES BIENS, DES INSTALLATIONS ET DE L'ÉQUIPEMENT -----	22
AMORTISSEMENT DES BIENS INCORPORELS-----	22
COÛT DE L'EMPRUNT -----	23
RENDEMENT SUR LES TITRES DE PARTICIPATION -----	28
IMPÔTS SUR LE REVENU-----	29
COMPTES DE REPORT-----	32
MARITIMES AND NORTHEAST PIPELINE (M&NP) -----	36
AUTRES QUESTIONS -----	43
SERVICE DE FACTURATION ET DE RECouvreMENT -----	43
FOURNISSEUR DE DERNIER RESSORT-----	45
TAUX DE GROS -----	46
SERVICE CONTRACTUEL DE CENTRALE ÉLECTRIQUE -----	48
UNION OF NEW BRUNSWICK INDIANS (UNBI)-----	49
INFORMATION DESTINÉE À LA CLIENTÈLE -----	49
COMMENTAIRES SUR LA LOI -----	50

## **INTRODUCTION**

Le 3 décembre 1998, le gouvernement du Nouveau-Brunswick faisait connaître sa politique sur la distribution du gaz naturel, laquelle prévoyait trois sortes de concessions. Une concession générale confère le droit de desservir l'ensemble de la province, sous réserve des concessions d'utilisateur ultime et des concessions de producteur local de gaz. Les concessions d'utilisateur ultime sont destinées à la clientèle qui est directement alimentée par le gazoduc de Maritimes and Northeast Pipeline. Les concessions de producteur local de gaz pourront être accordées aux personnes qui ont le droit de produire du gaz au Nouveau-Brunswick. Pareille concession viserait une zone géographique précise.

En décembre 1998, le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie émettait une « Demande de propositions pour développer, concevoir, construire, financer, exploiter, gérer et entretenir une société de distribution de gaz naturel à capitaux privés ». Les soumissionnaires avaient jusqu'au 31 mars 1999 pour répondre à la Demande de propositions en vue d'obtenir la « concession générale ». Une équipe formée d'experts indépendants et de hauts fonctionnaires allait devoir évaluer les réponses reçues.

La production commerciale de gaz naturel du gisement de l'île de Sable a commencé en 1999. Un gazoduc de transmission s'étendant de la Nouvelle-Écosse au Massachusetts a été construit par la société Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP); son exploitation a commencé vers le début de l'an 2000. Ces

deux événements ont, au Nouveau-Brunswick, ouvert la voie à l'exploitation du gaz naturel comme source d'énergie.

La *Loi de 1999 sur la distribution du gaz (la Loi)*, promulguée le 12 mars 1999, établit une distinction entre la distribution et la vente du gaz naturel. Une société de distribution de gaz construira le réseau de gazoducs pour transporter le gaz naturel jusqu'aux consommateurs. Le gaz naturel, quant à lui, sera vendu par des agents de commercialisation de gaz. La *Loi* exige d'eux qu'ils obtiennent un certificat de la Commission avant de commencer à vendre du gaz naturel au Nouveau-Brunswick.

La *Loi* prévoit l'octroi d'une concession générale à une entreprise locale de distribution. Elle définit ainsi le terme concession générale :

« concession générale » désigne une concession autorisant la distribution de gaz et la prestation de services à la clientèle dans l'ensemble de la province, sous réserve, d'une part, des concessions d'utilisateur ultime et des concessions de producteur local de gaz qui ont été ou qui pourront être accordées sous le régime de l'ancienne loi ou de la présente loi, et, d'autre part, de toute ordonnance que rend la Commission en vertu du paragraphe 9(2)

La *Loi* exigeait que toute demande de concession générale fût présentée au plus tard le 31 janvier 2000 au lieutenant-gouverneur en conseil. Après cette date, les demandes seraient présentées à la Commission.

Deux sociétés ont répondu à la Demande de propositions. Le 31 août 1999 était passé un Contrat de concession générale (le CCG) qui accordait la « concession générale » à la société Enbridge Gas New Brunswick Inc. (EGNB).

Était jointe au CCG et en faisait partie intégrante l'annexe E – Partie II Éléments essentiels. Voici le premier paragraphe de cette annexe :

Les parties reconnaissent que le distributeur de gaz s'est fondé sur les dispositions précises ci-après énoncées en tant qu'éléments intégrants de la proposition et qu'elles constituent des clauses fondamentales du contrat. Le distributeur de gaz et la Province confirment leur intention de s'assurer que ces dispositions ne seront pas modifiées de quelque façon par la Commission sans qu'ils y aient préalablement accordé leur consentement. Ces dispositions s'appliqueront à la phase de démarrage et au cours de celle-ci.

Les dispositions précises énoncées à la partie II de l'annexe E prévoyaient, de fait, un régime de réglementation dans le cadre duquel, envisageait-on, EGNB mènerait son activité.

Ayant pris connaissance des « éléments essentiels », la Commission a craint que leur inclusion dans le CCG puisse être perçue comme une restriction à son pouvoir discrétionnaire. Aussi a-t-elle écrit au ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie (le Ministre) le 20 septembre 1999. Voici un extrait de sa lettre :

Bien que la lettre de M. Barnett qui accompagnait le contrat de concession reconnaisse la compétence et les pouvoirs de la Commission, les « éléments essentiels » énoncés à la partie II de l'annexe E ne semblent pas en faire autant. L'objet de la présente est de souligner que, selon la Commission, aucune mesure prise par la branche exécutive du gouvernement ne saurait l'emporter sur un acte du législateur. Ainsi, le pouvoir discrétionnaire que le législateur a délégué à la Commission des entreprises de service public ne peut être modifié que par lui. La Commission doit s'acquitter des fonctions que lui impose la loi et exercer son pouvoir discrétionnaire en conformité avec sa loi constitutive.

Le gouvernement a, semble-t-il, convenu avec le concessionnaire des dispositions énoncées à la partie II de l'annexe E. Néanmoins, la Commission pourra les agréer ou ne pas les agréer à la suite d'une audience publique au cours de laquelle elle devra décider ce que commande l'intérêt public après avoir examiné l'ensemble de la preuve pertinente.

Le Ministre a répondu à cette lettre le 4 octobre 1999; il écrit notamment ce qui suit :

Soyez assuré, je vous prie, que le gouvernement appuie l'autonomie de la Commission et reconnaît que le pouvoir discrétionnaire qui lui a été délégué ne peut être modifié que par le législateur. La partie II de l'annexe E et la lettre de Don Barnett à la Commission avaient pour objet de préciser les éléments essentiels du plan de dévoilement présenté par EGNB. La partie II de l'annexe E souligne l'intention du gouvernement d'accorder son appui aux aspects fondamentaux du plan de dévoilement de EGNB et, ce faisant, reconnaît le rôle

que jouent ces éléments dans le soutien accordé à l'objectif de la Province de rendre l'accès au gaz le plus large possible au Nouveau-Brunswick.

La Commission désire rappeler qu'elle est engagée sans réserve à faire tout ce qu'elle peut pour faciliter l'implantation ordonnée, efficiente et efficace de l'industrie du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Elle a simplifié ses modalités de réglementation là où il était possible de le faire et a invité les parties à lui fournir l'information nécessaire le plus rapidement possible de façon à lui permettre de rendre des décisions en temps opportun. De plus, elle a établi un processus de travail par comités pour que les problèmes puissent être résolus hors du régime de réglementation formel, afin de tenter d'accélérer leur règlement et de réduire les frais. Elle demeure ouverte à toute suggestion visant à améliorer davantage les choses. Malgré ce désir de simplifier la réglementation, elle se doit de s'acquitter des fonctions que lui impose la *Loi*.

La Commission a pour mandat de concilier les intérêts des diverses parties sur le marché du gaz naturel tout en s'acquittant des fonctions que lui impose la loi. Elle doit donner une chance équitable aux propriétaires de EGNB de faire fructifier leurs investissements, tout en s'assurant que les consommateurs et les autres parties seront à l'abri de tout abus de pouvoir monopolistique.

L'industrie du gaz naturel est nouvelle dans notre province. La Commission reconnaît que le recours aux modes traditionnels de réglementation peut ne pas convenir dans les premières années d'implantation de cette industrie. Par exemple, la tenue d'audiences publiques complètes avant tout changement de taux pourrait augmenter à l'excès les coûts de la réglementation. En revanche, autoriser EGNB à fixer des taux comme bon lui semble sans exercer une certaine forme de contrôle public laisserait les autres parties sans protection aucune.

Au cours des premières années d'implantation, la Commission considère que le cadre de réglementation décrit dans la présente décision fournit l'équilibre qui convient entre une application minimaliste de la réglementation et la protection de l'intérêt public.

Le 31 décembre 1999, EGNB a déposé une demande d'approbation de ses taux. Le 7 février 2000, elle a présenté à la Commission sa preuve préalable au dépôt de la demande. Une conférence préalable à l'audience a eu lieu le 29 février 2000 au cours de laquelle a été mise au point la procédure menant à l'audience publique. L'audience publique a commencé le 10 avril 2000 et a été ajournée le 14 avril 2000 jusqu'au 26 avril 2000. Le 26 avril 2000, les parties ont présenté leur argumentation finale sur les sujets antérieurement abordés. Puis l'audience a été ajournée jusqu'au 8 mai pour permettre l'examen de trois questions bien précises : la construction d'embranchements avec M&NP, l'affectation de la capacité à M&NP et un taux de gros. L'argumentation finale concernant ces questions a été présentée le 10 mai 2000.

Voici la liste des témoins qui ont témoigné entre le 10 et le 14 avril :

Pour Enbridge Gas New Brunswick Inc.

M. Arunas Pleckaitas	— Président, EGNB
M. Rock Marois	— Gestionnaire, Services à l'entreprise, EGNB
M. Lino Luison	— Directeur, Analyses commerciales et financières, Enbridge Inc.
M. Allen Maclure	— Gestionnaire, Application de la réglementation, Enbridge Consumers Gas
M. Andrew Harrington	— Gestionnaire, Développement commercial, EGNB
M <sup>me</sup> Pascale Duguay	— Gestionnaire, Recherche et conception tarifaires, Enbridge Consumers Gas
M. John Thompson	— Gestionnaire, Commercialisation, EGNB
M <sup>me</sup> Kathleen McShane	— Consultante

Union of New Brunswick Indians

M. Ross Milne — Consultant

Irving Oil Limited

M. Steve Kirstiuk — Directeur général, Développement commercial

M. Murray Newton — Gestionnaire, Planification du gaz naturel

Personnel de la Commission

M. Jatinder Kumar — Consultant

Les sections qui suivent contiennent les décisions de la Commission sur les diverses questions qui ont été abordées.

## **PHASE DE DÉMARRAGE**

Le terme phase de démarrage désigne la quantité de temps nécessaire pour passer d'une situation nouvelle à une industrie du gaz naturel plus fermement établie.

À l'heure actuelle, il n'y a pas de consommation de gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Pour la plupart des gens, il s'agit d'un produit entièrement nouveau, aussi auront-ils besoin de temps pour en apprécier les avantages. On prévoit qu'il y aura effectivement des consommateurs qui passeront de leur source d'énergie actuelle au gaz naturel, mais que leur nombre sera peu élevé au début. Toutefois, les frais entraînés par la construction de l'infrastructure nécessaire seront considérables et, pendant plusieurs années, les coûts seront supérieurs aux revenus.

Les fournisseurs de sources d'énergie concurrentes réagiront fortement, prévoit-on, dans l'espoir de conserver leur clientèle. Le gaz naturel est un commerce florissant dans plusieurs « pôles économiques » en Amérique du Nord. Le gaz naturel a plusieurs sources et sert à de nombreux usages. Son prix varie en fonction des conditions du marché et peut connaître une hausse remarquable ou chuter dramatiquement en peu de temps.

Pour ces raisons, EGNB soutient qu'elle doit disposer des moyens nécessaires pour répondre rapidement aux conditions du marché afin de se doter d'une clientèle de base. De plus, elle doit être

assurée qu'elle aura une possibilité raisonnable de recouvrer les pertes éventuelles subies durant les premières années de la concession.

Ces exigences commandent l'application d'un cadre de réglementation non traditionnel au cours de la phase de démarrage. Personne n'a prétendu à l'audience que pareille approche serait malvenue. La Commission estime qu'une phase de démarrage durant laquelle serait appliqué un cadre de réglementation non traditionnel est tout indiquée.

Dans sa preuve préalable au dépôt de la demande, EGNB a estimé à environ huit ans la durée de cette phase de démarrage, mais a déclaré que la durée réelle de la phase de démarrage devra être flexible puisqu'il est impossible de la prévoir avec exactitude à ce moment-ci. Il reste clair que la durée précise de la phase de démarrage ne peut être établie maintenant. La Commission croit qu'elle est la partie toute désignée pour décider quand cette phase sera terminée. EGNB souscrit à ce point de vue, comme l'indique l'échange suivant entre M. O'Connell et M. Marois (page 296 de la transcription).

Q. 590 Diriez-vous avec moi que le décideur quant à la question de la fin de la phase de démarrage est la Commission ?

R. J'en conviens tout à fait.

La Commission tient à réduire le plus possible l'incertitude entourant la phase de démarrage de façon que EGNB puisse entreprendre avec confiance l'exploitation de son système de distribution. Elle estime que la phase de démarrage devrait s'étendre jusqu'au 31 décembre 2005. Par la suite, il appartiendra à EGNB à prouver chaque année que cette phase devrait se prolonger d'une autre année.

Les critères à utiliser pour déterminer la fin de la phase de démarrage ont donné lieu à de longs débats. La fidélisation de la clientèle, le taux du rendement des capitaux propres, la capacité d'établir avec exactitude des prévisions, les volumes de gaz mis en circulation et la situation économique ont été mentionnés comme éléments à considérer. Toutefois, rien de précis n'a été dit qui eût pu servir à l'examen de chacun d'eux. L'échange suivant s'est produit entre M<sup>e</sup> O'Connell et M. Luison (pages 299 et 300 de la transcription).

Q.595 Que pensez-vous de l'idée de permettre à Enbridge Gas de travailler avec le personnel de la Commission à l'élaboration d'une série de critères qui rendrait plus certaine la détermination de la fin de la phase de démarrage ? Est-ce là une suggestion raisonnable ?

R. Je pense que nous avons déjà fait remarquer que c'est la Commission qui au bout du compte décidera quand la phase de démarrage sera terminée. Nous avons établi les critères qui, selon nous, permettent d'en venir à cette détermination et nous en avons saisi la Commission. Nous partons tous deux à la case de départ pour ce qui concerne cette concession, aussi, vous savez, nous sommes tout à fait ouverts à l'idée de travailler avec la Commission à l'élaboration de critères qu'elle jugera satisfaisants de sorte à lui permettre de rendre sa décision à la lumière de l'information qui, selon elle, est nécessaire. Par conséquent, vous savez, il ne fait pas de doute que nous voudrions travailler avec la Commission pour en venir à une entente sur ces questions.

La Commission juge acceptable que son personnel, en consultation avec EGNB, élabore des critères précis qui serviront à déterminer la fin de la phase de démarrage.

## **TAUX**

### **TAUX CIBLES**

EGNB a proposé qu'une approche axée sur le marché soit employée pour fixer les taux cibles pendant la phase de démarrage. Elle a également proposé que les taux soient fixés selon la formule dite du « timbre-poste ». Cela signifie que le même taux s'applique à tous les clients de la même catégorie, peu importe le lieu où ils habitent dans la province. Aucune partie ne s'est opposée à l'une ou l'autre de ces propositions.

L'approche axée sur le marché postule que le prix total du gaz naturel à la livraison au client doit être inférieur au prix équivalent du mazout. EGNB a proposé que ses taux de distribution soient fixés de sorte que le coût annuel au bec du brûleur pour le client fût approximativement :

de 30 % inférieur au coût du mazout sur le marché résidentiel;

de 15 % inférieur au coût du mazout sur les marchés du mazout léger;

de 5 % inférieur au coût du mazout sur le marché du mazout lourd.

Le point de départ consiste donc à estimer les prix au bec du brûleur par catégorie de taux pour le combustible compétitif et d'y appliquer la réduction appropriée. Ainsi obtient-on le prix total estimatif à la livraison du gaz naturel au client.

L'étape suivante consiste à soustraire de ce prix total à la livraison, par catégorie de taux, les coûts projetés de la marchandise, les droits de transport, les coûts d'équilibrage des charges et la marge de profit des agents de commercialisation. Le reliquat est le prix cible, par catégorie, pour la distribution, que EGNB a proposé de demander.

La Commission reconnaît que les clients doivent être motivés à abandonner leur source d'énergie existante en faveur du gaz naturel. Elle estime qu'une approche axée sur le marché convient, au cours de la phase de démarrage, pour l'établissement des taux de distribution cibles de EGNB. Elle estime également que la formule dite du « timbre-poste » est appropriée.

EGNB a proposé de ne pas faire payer à ses clients plus que les taux cibles approuvés par la Commission au cours d'une année donnée. La notion de taux cible assure donc un plafond. EGNB a demandé aussi que l'occasion lui soit donnée de réajuster les taux cibles sur une base annuelle pour répondre, si nécessaire, aux conditions du marché. Il n'y a pas eu d'opposition à ces propositions. La Commission est d'avis qu'il convient que les taux cibles puissent être réajustés sur une base annuelle et que les taux cibles ne soient pas augmentés au cours d'une année donnée.

EGNB a demandé que les taux cibles présentés dans le mémoire qu'elle a déposé soient approuvés par la Commission. Elle a également demandé qu'on lui accorde la souplesse nécessaire pour pouvoir procéder à un réajustement unique des taux cibles avant leur application le 1<sup>er</sup> octobre 2000, vu que les conditions du marché peuvent changer énormément d'ici là.

Lors du contre-interrogatoire des témoins de EGNB par M<sup>e</sup> Stewart, avocat conseil de Irving Oil Limited, il a été beaucoup question des valeurs effectivement utilisées par EGNB par rapport aux divers

éléments mentionnés par elle dans le calcul des taux cibles. Il est manifeste que, compte tenu du temps écoulé depuis que EGNB a préparé sa proposition de taux cibles, les valeurs de certains de ces éléments ont pu changer énormément. Ce point de vue rejoint le désir de EGNB de pouvoir modifier les taux cibles avant le 1<sup>er</sup> octobre 2000. EGNB a mentionné que le changement pourrait entraîner une diminution ou une augmentation des taux cibles.

La Commission est d'avis que les taux cibles initiaux devraient être fixés en fonction de renseignements aussi exacts et à jour que possible. Il importe également que les taux soient connus le plus tôt possible afin que la vente du gaz naturel aux clients puisse commencer en temps opportun.

Compte tenu du temps requis avant que la présente décision soit déposée, si la Commission devait approuver les taux cibles qui ont été proposés, EGNB aurait besoin à son tour de déposer presque immédiatement après avoir reçu la présente décision son projet de modification des taux.

La Commission estime qu'il ne conviendrait pas d'approuver des taux sachant qu'ils seront probablement modifiés dans quelques mois. Cela ne favoriserait pas du tout l'introduction du gaz naturel au Nouveau-Brunswick si les taux devaient changer aussi rapidement, surtout si le changement devait entraîner une augmentation des taux par rapport à ceux qui auraient été communiqués antérieurement aux clients.

La Commission approuve la méthode d'établissement des taux cibles axée sur le marché telle qu'elle a été proposée par EGNB. Toutefois, elle n'approuve pas les taux cibles qui ont été proposés. Elle ordonne à EGNB de déposer une proposition de taux cibles fondée sur des renseignements à jour et accompagnée des faits à l'appui démontrant comment a été établie la valeur de chaque élément. Avec le

conours des parties, elle établira à cette fin un calendrier. Elle souhaite pouvoir rendre sa décision sur les taux cibles suffisamment tôt pour permettre l'introduction ordonnée du gaz naturel au Nouveau-Brunswick.

Après discussion avec les parties intéressées, la Commission fixera le moment où il y aura lieu d'examiner dans l'avenir les taux cibles et les renseignements que devra fournir EGNB. Dans son esprit, ces examens se feront au moyen de questions, réponses et commentaires écrits, une audience orale n'étant tenue qu'en cas de nécessité.

### **INTERCALAIRES DE TAUX**

EGNB a demandé à la Commission d'approuver l'utilisation d'intercalaires de taux. L'objet de l'intercalaire serait de réduire le taux applicable à une catégorie particulière de clients au cours d'une année donnée. EGNB a demandé que les réductions de taux soient permises pour une ou plusieurs catégories et que plus d'une réduction soit permise au cours d'une année donnée. Pour justifier sa demande, EGNB a expliqué qu'elle avait besoin de cette souplesse dans l'établissement de ses prix pour répondre aux conditions du marché. Les intercalaires de taux ne seraient utilisés que si EGNB croyait que le prix courant n'était pas concurrentiel et que le prix allait vraisemblablement demeurer non concurrentiel pendant un certain temps.

La Commission estime que l'utilisation d'intercalaires de taux proposée par EGNB est convenable pour la phase de démarrage. Elle exige de EGNB qu'elle dépose toute proposition d'intercalaires de taux auprès d'elle de même qu'auprès des agents de commercialisation au moins deux semaines avant la date d'entrée en vigueur envisagée. La *Loi* oblige la Commission d'approuver tout changement de taux avant que le nouveau prix puisse s'appliquer. La Commission approuvera donc l'intercalaire de taux qui lui sera

proposé, sauf circonstances exceptionnelles. Elle avisera EGNB et les agents de commercialisation de sa décision au moins une semaine avant la date d'entrée en vigueur envisagée.

### RATIOS REVENUS-COÛTS

La question des ratios revenus-coûts a donné lieu à de longs débats. M. Kumar a recommandé que les revenus et les coûts liés à chaque catégorie de clients soient notés séparément. Il a également recommandé que le ratio revenus-coûts pour une catégorie donnée ne soit pas supérieur à 110 %.

Pour EGNB, les études des coûts de service ne conviennent pas dans les premières années d'un projet « nouveau ». M<sup>me</sup> Duguay a dit ceci (pages 555 et 556 de la transcription) :

Mon avis au sujet de l'utilité d'une étude des coûts de service durant la première année d'un projet nouveau tel le projet de Enbridge Gas New Brunswick est qu'une telle étude comporte des limites pratiques très importantes.

La Commission est d'accord pour dire que les renseignements que fourniraient des études de coûts de service effectuées au cours des premières années d'un marché « nouveau » auraient peu de valeur. Elle ne demandera pas à EGNB de produire à ce moment-ci des études de coûts de service. Elle estime néanmoins que les revenus tirés du service offert à une catégorie de clients donnée devraient, avec le temps, être raisonnablement comparables aux coûts engagés pour desservir cette catégorie de clients, ce qui réduira le recours à l'interfinancement et donnera à la clientèle les messages économiques qui conviennent. La Commission entend réexaminer cette question vers la fin de la phase de démarrage.

## **STRUCTURE DE CAPITAL**

Le capital d'une entreprise de service public comprend l'ensemble des fonds que contribuent les propriétaires sous la forme de capitaux propres auxquels s'ajoutent les fonds obtenus par la voie de l'emprunt. Le rapport entre les capitaux d'emprunt et les capitaux propres au sein du capital s'appelle le « ratio emprunts/capitaux propres ». Si les capitaux d'emprunt et les capitaux propres sont de valeur égale, on dit que le ratio est de 50 : 50.

Les « Éléments essentiels » ont indiqué que la structure de capital de EGNB serait fondée sur une proportion de 50 % de titres de créance et de 50 % de titres de participation, soit un ratio emprunts/capitaux propres de 50 : 50. M. Marois a déclaré ceci dans son témoignage :

Il est important de noter que la structure de capital dont nous sollicitons l'approbation n'est pas à base de présomptions, mais de ce l'on prévoit être la structure effective du capital...

(Page 71 de la transcription)

M<sup>me</sup> McShane n'a pas confirmé de façon précise le ratio emprunts/capitaux propres de 50 : 50, sauf pour dire qu'il serait « pratiquement identique à celui des sociétés de distribution locale bien établis aux États-Unis » (page 10 de la pièce C de la preuve de EGNB).

M<sup>me</sup> McShane a aussi fourni les ratios de la structure de capital des grandes entreprises canadiennes de services de gaz et d'électricité. Le barème révèle que le ratio emprunts/capitaux propres moyen des distributeurs de gaz canadiens est d'environ 63 : 35 et que celui de Enbridge Consumers Gas au mois de septembre 1998 était d'environ 71 : 29.

Aucun intervenant n'a formulé d'objection au sujet du ratio emprunts/capitaux propres proposé.

M<sup>me</sup> McShane a déclaré dans son témoignage que, si la Commission devait accepter un ratio emprunts/capitaux propres comportant une proportion d'emprunts supérieure à 50 %, le risque pour les titulaires de titres de participation serait accru et un rendement plus élevé sur les capitaux propres serait nécessaire.

Ayant soigneusement examiné la preuve, la Commission conclut que le ratio emprunts/capitaux propres pendant la phase de démarrage sera fondé sur le ratio réel de l'entreprise de service public, mais que le montant des capitaux propres ne pourra dépasser 50 %.

## **DÉPENSES**

### **INTRODUCTION**

Le caractère « nouveau » de l'industrie du gaz naturel au Nouveau-Brunswick rend extrêmement difficile pour EGNB de prévoir avec exactitude ses revenus et ses coûts pendant la première année d'exploitation.

Les prix pour la distribution du gaz naturel se doivent d'être axés sur le marché et adaptables selon la concurrence. EGNB ne contrôle pas le coût de tous les éléments qui entrent en ligne de compte dans le prix total du gaz à la livraison que paient les clients. Elle doit être en mesure de réagir aux changements de prix des éléments qui sont indépendants de sa volonté. Les taux cibles peuvent par conséquent devoir être réduits durant l'année.

Le taux de fidélisation de la clientèle peut être considérablement différent de celui qui figure dans la proposition qu'a faite EGNB au gouvernement provincial. Beaucoup de gens au Nouveau-Brunswick connaissent très peu le gaz naturel et leur accueil peut s'avérer être bien supérieur ou inférieur à celui qui est prévu.

Les frais à engager au cours de la première année dépendent largement du moment choisi pour l'installation des canalisations. Une certaine incertitude demeure quant au moment exact de l'achèvement de la construction prévue pour l'an 2000. De plus, l'exercice financier de EGNB peut changer.

Pour toutes ces raisons, les montants précis que EGNB a présentés comme prévisions des revenus, coûts et manques à gagner pour la première année d'exploitation sont susceptibles d'importants réajustements. La Commission fera attention lorsqu'elle comparera les résultats réels avec ces prévisions.

Comme l'a proposé EGNB, la Commission effectuera des examens annuels des résultats réels de l'entreprise et de ses prévisions. Le premier examen aura pour objet les résultats obtenus jusqu'au 31 décembre 2000 inclusivement. Les renseignements précis que EGNB devra fournir à cette fin seront déterminés après discussions entre elle et le personnel de la Commission. Les parties intéressées auront l'occasion de présenter des commentaires écrits au sujet de ces renseignements. EGNB pourra répondre aux commentaires reçus. La Commission prévoit que la liste des renseignements exigés sera mise au point progressivement à la faveur de l'expérience qu'auront acquise les parties.

Les renseignements déposés seront mis à la disposition du public. La Commission exigera de EGNB qu'elle avise ses clients chaque année, au moyen d'un encart, qu'ils peuvent recevoir ces renseignements de l'entreprise et /ou les consulter aux bureaux de la Commission. Les parties intéressées auront l'occasion de présenter des commentaires écrits et EGNB pourra répondre aux commentaires reçus. Puis la Commission déterminera le montant qui devra figurer dans le compte de report.

La Commission prévoit que l'examen annuel des résultats réels sera distinct de l'examen des demandes éventuelles de réajustement des taux cibles. Elle en déterminera le moment exact après réception des commentaires des parties intéressées.

#### **FRAIS D'ADMINISTRATION**

Selon les « Éléments essentiels », EGNB pourrait être reconstituée en société en commandite. M. Pleckaitis a déclaré qu'une société en commandite serait établie et qu'un projet de notice d'offre avait été rédigé.

La notice indique que le commandité sera Enbridge Gas New Brunswick Inc. et que la société en commandite sera appelée Enbridge Gas New Brunswick Limited Partnership (la société en commandite). Elle précise également les modalités d'une entente de service entre Enbridge Inc. et la société en commandite. L'entente stipule que Enbridge fournira à la société en commandite, directement et par l'intermédiaire des membres de son groupe, divers services, notamment de gestion de l'encaisse et des fonds généraux, d'administration, de consultation et d'exploitation. Tous ces services seront facturés à la société en commandite à un prix « qui ne doit pas être moins favorable [...] que celui qui serait obtenu [...] dans une entente comparable avec une personne n'ayant aucun lien de dépendance avec la société en commandite. En outre, [...] la société en commandite paiera également à Enbridge des frais d'administration annuels équivalant à 1 % des dépenses de la société en commandite engagées dans chaque exercice financier ». (Page 29 de la pièce A-16 de l'audience)

La Commission est d'avis qu'il convient que Enbridge Inc. et les membres de son groupe soient dédommagés pour leur travail en appliquant des taux axés sur le marché à chacun des services fournis. Toutefois, elle ordonne à EGNB d'établir les taux axés sur le marché en fonction des conditions de marché

du Nouveau-Brunswick chaque fois que ces services pourraient être obtenus de fournisseurs locaux. De plus, elle lui ordonne de lui fournir chaque année une liste détaillée de tous les services fournis par les entreprises de son groupe assortie du prix de chacun de ces services.

Enbridge Inc. et les entreprises de son groupe seront dédommagées pour tous les services fournis. La Commission ne juge pas acceptable de faire payer les clients du Nouveau-Brunswick un supplément pour la gestion de l'entreprise de service public. Par conséquent, elle n'autorisera pas, en sa capacité d'organisme de réglementation, la retenue des frais de gestion de 1 %.

#### **DÉPRÉCIATION DES BIENS, DES INSTALLATIONS ET DE L'ÉQUIPEMENT**

En réponse à la question 34 de l'Interrogatoire du personnel de la Commission, EGNB a fourni des informations détaillées sur le classement de ses biens, de ses installations et de son équipement et sur les taux de dépréciation qu'elle propose.

La preuve confirme que les classements sont conformes au *Règlement sur le régime uniforme des comptes des distributeurs de gaz*. La Commission approuve l'utilisation par EGNB de la méthode de dépréciation linéaire de même que les taux annuels de dépréciation proposés.

#### **AMORTISSEMENT DES BIENS INCORPORELS**

##### **Droit de concession**

En réponse à la question 21 de l'Interrogatoire du personnel de la Commission, Enbridge Gas New Brunswick a inclus le droit de concession, établi à un coût estimatif de 2 926 065 \$, dans sa base tarifaire. Dans les prévisions pour à compter de 2001, l'amortissement est imputé linéairement sur une période de 20 ans, durée initiale du contrat de concession générale.

La Commission approuve l'amortissement du droit de concession sur une période de 20 ans.

### **Prime d'évaluation des droits de participation à la concession**

À la page 43 du projet de notice d'offre figurent les sommes que la société en commandite entend payer au titre de tous les coûts de démarrage engagés par EGNB. Les sommes proposées comprennent le paiement d'une « prime d'évaluation des droits de participation à la concession » de 4 000 000 \$.

La Commission est d'avis que ce paiement ne concerne strictement que EGNB et la société en commandite. Elle n'accepte pas que ce paiement soit considéré comme des frais raisonnables à recouvrer auprès des consommateurs du Nouveau-Brunswick. Par conséquent, en sa capacité d'organisme de réglementation, elle ordonne à EGNB d'exclure ces coûts de la base tarifaire.

### **Autres coûts différés**

La Commission reconnaît que EGNB a engagé des coûts de démarrage qu'elle devrait être autorisée à recouvrer. EGNB a estimé à 4 040 000 \$ la valeur de ces coûts. La Commission vérifiera ces coûts et permettra à EGNB d'inscrire comme frais différés toutes les sommes raisonnables.

Lors du premier examen des résultats de EGNB, la Commission fixera la période d'amortissement de ces coûts.

### **COÛT DE L'EMPRUNT**

S'agissant d'une entreprise de service public, le coût de l'emprunt s'entend du taux d'intérêt demandé par les détenteurs des titres de créance sur le principal emprunté. Le coût total de l'emprunt peut

aussi comprendre d'autres dépenses, tels les coûts engagés à l'occasion de l'émission des titres de créance et les variations du taux de change.

Selon les « Éléments essentiels », le rendement sur les titres de créance — ou le coût de l'emprunt — de EGNB correspondra au taux des obligations de dix ans du gouvernement du Canada aux dates d'émission de ces titres de créance, plus 2,5 %.

Dans son témoignage, en parlant de la question du coût de l'emprunt, M<sup>me</sup> McShane a dit ceci :

Les conditions du prêt qui sera consenti à Enbridge Gas New Brunswick par l'entremise du régime de prêts entre entreprises du groupe seront les mêmes que celles qui s'y appliqueraient si elle devait emprunter pour son propre compte sur les marchés publics.

(Page 10 de la pièce C de la preuve de EGNB)

À l'audience, les témoins de EGNB ont soutenu de façon constante que celle-ci devrait être réglementée comme entité « autonome », indépendamment de l'existence de sa société mère et des entreprises de son groupe.

M<sup>me</sup> McShane a déclaré ce qui suit :

L'imputation à l'activité de Enbridge Gas New Brunswick, en tant qu'entité autonome, du coût de l'emprunt calculé en fonction de son risque assure qu'il n'y a pas d'interfinancement entre elle et la société mère, autrement dit que Enbridge Gas New

Brunswick n'est pas financée par les clients d'aucun autre service de la société mère, réglementé ou non. (Page 11 de la pièce C de la preuve de EGNB)

La preuve a établi qu'un lien très étroit unit EGNB à sa société mère et aux entreprises de son groupe. M. Pleckaitis a déclaré :

Cela signifie que, lors de la mise sur pied d'une entreprise, une des choses dont nous tirons avantage est que nous sommes en position d'attirer des personnes — des personnes expérimentées — travaillant ailleurs au sein de l'entreprise, pour nous familiariser avec certains aspects de la mise sur pied de l'entreprise. Ce sont des gens qui possèdent déjà des compétences dans l'exploitation d'une entreprise de service public réglementée. (Page 245 de la transcription)

Pour sa part, M. Luison a déclaré ce qui suit dans son témoignage :

Et si je puis ajouter un mot à cela, je dirais que nous agissons ainsi parce qu'il existe une série de compétences et d'activités qui doivent être exercées au départ... Nous allons simplement chercher le personnel qu'il nous faut pour partir l'entreprise. (Page 246 de la transcription)

Q. 467 Et Enbridge Gas New Brunswick a l'avantage d'être une filiale en propriété exclusive de Enbridge Consumers Energy Inc. et de profiter de toute l'expertise et de tout le talent qui s'ensuivent ? (Page 246 de la transcription)

R. C'est exact. Et c'est vraisemblablement l'une des raisons pour lesquelles, je suppose, nous avons été choisis dans le processus d'appel d'offres, à savoir que nous avons pu convaincre le gouvernement que nous possédions le savoir-faire et l'expérience nécessaires pour mettre en œuvre ce projet... nouveau, en quelque sorte. (Pages 246 et 247 de la transcription)

Q. 469 Vous avez convaincu la Province du Nouveau-Brunswick qu'elle ne traitait pas uniquement avec Enbridge Gas New Brunswick, mais avec le groupe Enbridge... avec l'ensemble des ressources, du talent et de l'expertise accumulés sur une centaine d'années... dans cette industrie, c'est exact ? (Page 247 de la transcription)

R. Oui, c'est exact. (Page 247 de la transcription)

M<sup>me</sup> McShane a déclaré ce qui suit dans son témoignage :

Q. 223 Savez-vous si la passation du contrat de concession générale entre la Province du Nouveau-Brunswick et Enbridge Gas New Brunswick a eu quelque incidence sur la notation des obligations de Enbridge Consumers Gas ou de Enbridge Inc.?

R. J'en doute. Ce n'est pas assez gros. (Page 670 de la transcription)

Compte tenu de la preuve, la Commission est incapable d'accepter que EGNB soit considérée comme une entité « autonome » quand vient le temps d'établir son coût de l'emprunt.

Pour établir un coût équitable de l'emprunt par rapport aux prêts entre entreprises du groupe consentis à EGNB par sa société mère Enbridge Inc., la Commission a tenu compte de la preuve qui suit. Le taux d'intérêt auquel Enbridge Inc. empruntera des fonds sur le marché dépendra de la notation de ses obligations.

En réponse à la question 35 de l'interrogatoire de la Province du Nouveau-Brunswick, M<sup>me</sup> McShane a indiqué qu'à l'époque les obligations de dix ans du gouvernement du Canada rapportaient 6,2 % et que Enbridge Inc. avait emprunté vers le début mars 2000 au taux de 6,815 %. Elle a ajouté que ce coût d'emprunt représentait un écart de 67 points de base par rapport au taux de référence de dix ans des obligations du Canada.

Le fait d'avancer des fonds à EGNB au taux de dix ans des obligations du Canada, plus 2,5 %, produit, en faveur de Enbridge Inc., une marge d'environ 1,8 % par rapport au coût. La Commission est d'avis que l'avantage qui en résulterait pour Enbridge Inc. serait excessif dans les circonstances.

La Commission comprend que EGNB pénètre un marché nouveau qui comporte en soi le risque qu'il ne se développe pas de façon satisfaisante. Par conséquent, une prime doit venir dédommager Enbridge Inc. pour ce risque. Aussi la Commission ordonne-t-elle que le coût de l'emprunt de EGNB se limite au taux d'emprunt réel de la société mère, plus 1 %. Ce taux devra s'appliquer à la fois à l'emprunt à long terme et à l'emprunt à court terme. De plus, elle ordonne à EGNB de consigner tous les

renseignements nécessaires concernant le coût d'emprunt de sa société mère à l'appui des frais en intérêts imputés à EGNB.

### **RENDEMENT SUR LES TITRES DE PARTICIPATION**

Le rendement sur les titres de participation d'une entreprise de service public correspond au taux de rendement autorisé sur le capital que les actionnaires ont investi dans l'entreprise, taux exprimé sous la forme d'un pourcentage de ce capital. Le pourcentage se calcule normalement en fonction du coût des capitaux « sans risque » sur les marchés financiers, auquel s'ajoute une prime proportionnelle aux risques qu'on associe à ce genre particulier d'entreprise. On appelle cette dernière composante la « prime de risque ».

Selon les « Éléments essentiels », le rendement sur les titres de participation sera de 13 % au cours de la phase de démarrage. M<sup>me</sup> McShane s'est dite d'avis que le taux de rendement de 13 % était raisonnable, prenant appui sur une analyse des prévisions des rendements à long terme des obligations du Canada et de la prime de risque s'appliquant à Enbridge Gas New Brunswick.

M. Kumar ne s'est pas prononcé sur ce qui était approprié comme rendement sur les titres de participation.

La Commission conclut que le taux de 13 % doit être le rendement sur les titres de participation autorisé pendant la phase de démarrage. Elle ordonne toutefois à EGNB, advenant des gains réels dépassant 13 % pendant la phase de démarrage, d'affecter forfaitairement tous ces gains excédentaires à la réduction du compte de report.

## IMPÔTS SUR LE REVENU

Aux termes des « Éléments essentiels », « s'il advient que EGNB est reconstituée en société de personnes, les impôts et taxes applicables seront réputés être tous ceux qu'une corporation aurait été tenue de payer ».

La Commission interprète cette partie de la demande comme voulant dire que, lors du calcul du besoin en recettes pour une année d'essai, le rendement sur les titres de participation de 13 % devra être calculé en tenant compte théoriquement des impôts sur le revenu des sociétés.

Dans sa réponse à la question 10 de l'Interrogatoire du personnel de la Commission, M. Luison a confirmé que les impôts et taxes à inclure dans le coût du service correspondent à ceux qu'une corporation aurait à payer.

La question des effets des impôts sur le revenu est ainsi exposée dans la notice d'offre (pièce A-16), aux pages 35 et 36 :

Le rendement sur les titres de participation de la société en commandite augmente progressivement : d'un taux initial annualisé de 7,4 % en 2000, il passe à un taux de 24,5 % en 2007. Cette augmentation traduit le déplacement graduel, dans l'économie des capitaux propres de la société en commandite, de placements produisant 6,3 % vers des capitaux propres produisant après impôts l'équivalent de 13 % avant impôts. Cependant, en raison des déductions d'impôt réalisées lors du démarrage de l'entreprise de distribution de gaz, le régime de réglementation du coût du service n'admet pas avant 2005, et petit à petit

seulement par la suite, le paiement par la société en commandite d'impôts et taxes présumés ni leur recouvrement au titre du coût du service.

M<sup>me</sup> McShane n'a pas fait de commentaires dans son témoignage au sujet de l'éventuelle inclusion d'impôts sur le revenu présumés dans le coût du service.

Dans le témoignage qu'il a rendu, M. Kumar a fait le commentaire suivant :

Il reste qu'en investissant dans la société en commandite les commanditaires supposent que les profits qu'ils feront seront nets d'impôt. En conséquence, le coût du capital pour EGNB traduirait cette attente. La perception des impôts sur une base hypothétique constituerait pour EGNB et ses associés un profit inattendu.

Il a indiqué plus tard :

Selon toute probabilité, EGNB subira des pertes fiscales pendant plusieurs années, qu'elle se constitue en corporation ou qu'elle ait le statut de société en commandite. Par conséquent, pour les années de pertes fiscales, les taux ne devraient comporter aucune allocation d'impôt sur le revenu. (Page 59 du témoignage de Kumar)

La Commission a soigneusement examiné cette preuve et note que le commandité estime qu'il est peu probable que EGNB sera dans une position, en tant que société assimilée à une corporation, d'avoir un revenu imposable avant 2005.

La Commission note que, si EGNB devait demeurer une corporation, elle serait tenue manifestement de payer des impôts sur le revenu. Par conséquent, ses clients ne seront guère plus mal traités si elle a le statut de société de personnes et des impôts présumés comme si elle était une corporation.

Même si les clients ne seront pas plus mal traités, la structure de société en commandite permettra aux citoyens du Nouveau-Brunswick d'investir dans EGNB, ce qui procurera l'avantage d'un certain degré de participation et de contrôle local.

En conséquence, pendant la phase de démarrage, la Commission accepte que des impôts sur le revenu présumés soient inclus dans le coût du service, calculés en fonction de la situation qui eût prévalu, dans une année donnée, si la société en commandite avait été une corporation.

## **COMPTES DE REPORT**

EGNB a proposé qu'il lui soit permis d'établir deux comptes de report, soit le compte de report relatif aux taux (le CRT) et le compte de report relatif aux prévisions (le CRP). Elle a demandé également que ces comptes soient amortis sur une période de 40 ans et que leur solde rapporte le coût en capital moyen pondéré autorisé pour elle.

EGNB a indiqué que le CRT aurait deux composantes :

1. le déficit résultant du fait que les taux cibles s'avèrent trop faibles pour pouvoir recouvrir l'ensemble du coût du service;
2. le déficit découlant du fait que les taux réels s'avèrent inférieurs aux taux cibles après utilisation, pendant l'année, des intercalaires de taux.

Le CRP, quant à lui, servirait aux différences constatées entre « les niveaux réels et prévus des revenus et du coût du service (abstraction faite de toute réduction des taux que EGNB aura dû effectuer à l'égard des taux cibles pendant l'année, réduction qui serait imputée au CRT) ». (Page 14 de la pièce A de la preuve de EGNB)

C'est ainsi que EGNB a résumé sa position :

1. ces comptes peuvent être conçus comme un compte unique;

2. les revenus tirés de toute source seront affectés essentiellement à la réduction des comptes de report;
3. une ristourne égale au coût en capital pondéré de EGNB serait versée aux clients sur tout solde positif;
4. un solde positif constaté dans un compte servira à compenser tout solde négatif constaté dans l'autre compte.

Tout en reconnaissant l'opportunité de comptes de report, Irving Oil Limited (Irving) a souligné que la Commission ne devrait pas admettre pareils comptes sans poser de questions. EGNB devrait être tenue d'expliquer l'utilisation et l'utilité de toutes les dépenses effectuées et de justifier toutes les sommes imputées à ces comptes. « La Commission ferait bien d'établir une procédure qui permettrait à elle-même aussi bien qu'aux autres parties intéressées de constater l'ampleur des soldes des comptes de report, d'examiner leurs causes et d'évaluer leur à-propos. » (Page 11 de la pièce C-23)

Selon Irving, les comptes de report constituent en fait un revenu différé. Acceptant que des frais financiers soient perçus sur les soldes de ces comptes, elle est d'avis, toutefois, que EGNB ne devrait pas être autorisée à les utiliser comme des centres de profit. Elle a recommandé à la Commission de s'assurer que EGNB aura de bonnes raisons de tenir les soldes le plus bas possible. Elle ne devrait pas avoir intérêt à les garder plus élevés que nécessaire. Pour ce faire, elle a proposé que les frais financiers autorisés sur les soldes de ces comptes ne soient pas supérieurs au coût de l'emprunt approuvé par la Commission.

Irving s'est dite également préoccupée par la durée d'amortissement de ces comptes, affirmant que cela aura une incidence sur les taux pour un avenir indéterminé.

Les revenus que produira le système de distribution du gaz au Nouveau-Brunswick ne suffiront pas pendant les premières années à couvrir l'investissement de EGNB. Pour cette raison, la Commission accepte qu'elle soit autorisée à reporter les frais qu'elle engagera pendant les premières années pour permettre leur recouvrement à terme.

Le recours à des comptes de report multiples constitue pour la Commission un sujet de préoccupation. Un examen de l'objet de ces comptes révèle qu'au total ils représenteront la différence entre les revenus réels reçus et le besoin calculé en revenus pour un coût du service complet. Il est permis de considérer la proposition de EGNB comme une simple répartition de ce montant global entre les différents comptes.

Dans la plupart des ressorts, l'organisme de réglementation avalise le recours à des comptes de report lorsque des changements se produisent indépendamment de la volonté de l'entreprise de service public. Les soldes des comptes peuvent généralement être rattachés à des événements précis ou à des actes faits par des clients particuliers ou par des catégories particulières de clients. Ils finissent par être recouverts auprès de ces clients ou de ces catégories de clients ou par leur être remis en fonction des coûts en cause. En l'espèce, bien que les comptes de report que EGNB a proposés aient pour objet de pourvoir à des circonstances indépendantes de sa volonté, on ne peut rattacher aucun de ces comptes à la survenance d'événements précis ou à des actes faits par des clients en particulier ou par des catégories particulières de clients.

Tant les témoins de EGNB que ses avocats ont déclaré qu'on pouvait concevoir ces comptes comme ne formant qu'un compte unique. La Commission ne peut trouver aucune justification à la multiplicité de comptes, particulièrement à des fins de réglementation. Il est ordonné à EGNB d'établir un

compte de report unique dans lequel elle consignera la différence entre les revenus réels reçus et le besoin en revenus approuvé par la Commission.

EGNB a demandé que le montant reporté soit amorti sur une période de 40 ans de façon à réduire au minimum l'effet sur les taux. La Commission craint qu'une aussi longue période d'amortissement ne soit pas nécessairement dans l'intérêt des clients. C'est pourquoi elle exige que EGNB établisse un calendrier d'amortissement, à la fin de la phase de démarrage, qui éteindra le solde du compte de report avant la fin de la durée du contrat de concession générale initial.

La Commission reconnaît que le fait d'assujettir le solde du compte de report au coût de l'emprunt approuvé entraînerait une réduction du taux de rendement autorisé sur l'investissement de EGNB. Celle-ci sera autorisée à recevoir sur le solde moyen de chaque exercice un rendement égal au taux de rendement d'ensemble approuvé par la Commission.

## **MARITIMES AND NORTHEAST PIPELINE (M&NP)**

Le réseau de distribution de Enbridge Gas New Brunswick (EGNB) doit être branché au gazoduc interprovincial de M&NP afin que les clients du Nouveau-Brunswick puissent recevoir du gaz naturel. Ce branchement exige un gazoduc d'interconnexion appelé embranchement, assorti de stations de transfert de propriété.

Le réseau de distribution de EGNB nécessaire pour desservir Moncton/Riverview/Dieppe (Moncton), Fredericton/Oromocto (Fredericton) et St. George doit disposer d'un embranchement à chacun de ces endroits. Chacun de ces trois embranchements doit être pourvu d'une station de transfert de propriété, alors que l'embranchement de M&NP de Saint John a besoin de quatre stations, ce qui fait sept stations en tout.

M&NP devrait, selon elle, construire elle-même les stations de transfert de propriété. EGNB a accepté avec réticence cette politique afin d'assurer le développement en temps opportun de l'industrie du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. On notera que cette politique n'a pas été formellement ratifiée par l'Office national de l'énergie (ONÉ), l'organisme fédéral chargé de l'application de la réglementation à l'endroit de M&NP. Il est clair aussi, à la lumière de la présente procédure, que le coût prévu pour la construction des sept stations par M&NP est considérablement plus élevé que le coût estimé par EGNB si elle devait les construire elle-même. Aucune partie à la présente procédure ne s'est opposée à ce que

M&NP construise ces installations-ci. En conséquence, la Commission estime qu'il convient que M&NP construise les sept stations de transfert de propriété. Elle encourage fortement EGNB à tenter d'obtenir de l'ONÉ la permission de construire elle-même à l'avenir les stations de transfert de propriété. À la lumière des prévisions que EGNB lui a présentées, la Commission encourage également l'ONÉ à examiner de près les coûts de M&NP touchant la construction à la fois des stations de transfert de propriété et des embranchements.

EGNB a affirmé que son objectif principal était de réduire les dépenses en capital et les dépenses liées à la construction des embranchements de façon à réduire ainsi le montant des soldes des comptes de report. Toutefois, s'agissant de l'embranchement de Fredericton, elle a aussi tenu compte de l'effet qu'il aurait sur sa capacité de desservir les clients. Après avoir soupesé ces deux objectifs, elle a décidé qu'il était préférable de construire elle-même cette installation. Personne ne s'est opposé à ce projet. La Commission accepte la proposition de EGNB de construire l'embranchement de Fredericton.

EGNB estimait qu'il est préférable que M&NP construise les embranchements de Moncton et de St. George. Encore une fois, personne ne s'est opposé à cela. La Commission estime qu'il convient que M&NP construise les embranchements de Moncton et de St. George. Les coûts des sept stations de transfert de propriété seront ajoutés aux coûts des embranchements. EGNB a présenté deux options concernant le paiement des coûts combinés des deux embranchements et des sept stations.

L'une des options était une contribution d'aide à la construction, ce qui exigerait un paiement forfaitaire de 12,2 millions de dollars. Cette approche n'accorderait pas à EGNB de capacité de transport dans le réseau de M&NP.

La deuxième option consistait en la conclusion avec M&NP d'une entente de service de transport garanti (ESTG), ce qui exigerait des paiements annuels d'environ 3 millions de dollars sur une période de 20 ans et donnerait lieu à une capacité de transport dans le réseau de M&NP de 11,785 gigajoules (GJ) par jour pour la période de 20 ans de l'ESTG. EGNB n'est pas autorisée à vendre du gaz, sauf en qualité de fournisseur de dernier ressort. Dans cette option, EGNB mettrait ses droits de capacité à vendre dans le réseau de M&NP à l'intention des agents de commercialisation de gaz, des concessionnaires d'utilisation ultime unique et des autres expéditeurs du réseau de M&NP situés dans la province ou ailleurs. Le revenu provenant de la vente de cette capacité servirait à réduire la charge financière des clients de EGNB.

L'application de la formule de contribution d'aide à la construction exigerait que les clients de EGNB paient suffisamment pour amortir les 12,2 millions de dollars. Ils seraient également tenus, par le truchement des taux qui leur sont imposés, de payer l'intérêt, l'impôt sur le revenu et le rendement sur les titres de participation associés au solde non amorti du paiement de 12,2 millions de dollars. Au cours de l'audience, on s'est penché sur la possibilité que EGNB soit responsable des paiements de l'impôt foncier à l'égard des installations en question. Toutefois, EGNB a fait valoir que les installations appartiendraient à M&NP, ajoutant qu'elle ne s'était pas adressée à la Province pour obtenir une décision à cet égard. M. Marois a fait remarquer que la valeur actualisée nette que la contribution d'aide à la construction représenterait pour EGNB était de 19 millions de dollars. Bien que EGNB n'ait présenté en preuve aucune étude détaillée, il est clair que ce montant comprend les paiements annuels d'impôt foncier. La Commission se demande si cette somme aurait dû être comprise ainsi dans le calcul puisque normalement c'est le propriétaire qui est redevable des impôts fonciers.

L'option de l'ESTG exigerait des clients qu'ils paient environ 3 millions de dollars par année sur une période de 20 ans. Cette somme de 3 millions de dollars serait réduite chaque année d'un montant

correspondant au revenu tiré de la vente de la capacité détenue par EGNB dans le réseau de M&NP. Selon l'estimation présentée par M. Marois, la valeur actualisée nette des paiements annuels liés à l'ESTG serait de 26 millions de dollars. Cette somme ne tenait pas compte des frais en dotation de personnel pour la surveillance du marché et la négociation des ventes.

Les données que nous avons ne sont pas claires quant à ce que coûterait aux clients la contribution d'aide à la construction. Cependant, il est clair que ce coût est inférieur au coût des paiements annuels si l'approche fondée sur l'ESTG était adoptée. Toutefois, l'ESTG offre la possibilité de réduire le coût par le truchement de la vente de capacité. Dans sa preuve préalable au dépôt de la demande, EGNB a affirmé qu'il était raisonnable de présumer que de 60 à 75 % des coûts liés à la capacité seraient recouvrables. Contre-interrogé, M. Marois a déclaré que EGNB croit qu'elle peut dépasser la cible de recouvrement de la capacité de 50 %. Dans ses remarques finales, la Province du Nouveau-Brunswick a soutenu que la preuve indiquait sans conteste que EGNB prévoyait vendre de 65 à 70 % de la capacité au titre de l'ESTG. À ces niveaux de recouvrement des coûts, il est clair que les clients seraient mieux servis par l'option de l'ESTG que par la formule fondée sur la contribution d'aide à la construction.

Le dossier établit également que les risques liés à la vente de capacité par EGNB sont considérables. Le marché du gaz naturel au Nouveau-Brunswick est nouveau et il évoluera avec le temps. En réponse aux questions du personnel de la Commission, EGNB a mentionné qu'elle n'avait pas de prévisions quant au produit de la vente de capacité et que c'est le marché qui serait le mieux en mesure de régler le prix et la durée des contrats de capacité. La Commission estime que la vente de capacité se fera dans un marché composé d'une multitude de vendeurs et d'acheteurs. Il est donc extrêmement difficile de prévoir le montant réel du produit de la vente de capacité au cours de la période de 20 ans que durera l'ESTG.

La commercialisation ou la vente de capacité par EGNB ainsi que les conditions de ces ventes ont été longuement débattues au cours de l'audience. EGNB préférerait de loin pouvoir bénéficier d'une souplesse considérable, sinon absolue, à l'égard de la vente de capacité. En réponse à la question numéro 5 de Irving, EGNB a affirmé « qu'il est essentiel qu'elle soit en mesure de garder toutes les options ouvertes quant à l'écoulement de sa capacité afin de maximiser le recouvrement des coûts ».

Dans ses remarques finales, l'avocat conseil de Irving a proposé les règles de base suivantes concernant la vente de capacité :

1. La démarche doit être ouverte, publique et transparente.
2. Il ne doit y avoir aucun marché arrangé d'avance, sauf recouvrement des droits entiers.
3. Avis de la vente de capacité doit être donné.
4. Les ventes de capacité devraient se limiter à une durée de deux ans.

EGNB a déclaré qu'elle mettrait la Commission au courant chaque année des ventes de capacité effectuées au cours de l'année précédente. Cependant, elle estimait qu'il ne convenait pas de devoir lui faire rapport d'avance au moment de chaque opération de vente. Si elle était tenue de le faire, cette obligation, a-t-elle soutenu, limiterait grandement sa souplesse et nuirait à sa capacité de maximiser les revenus tirés des ventes en vue de réduire le coût d'ensemble.

La Commission a examiné avec soin toute la preuve présentée concernant la vente de capacité par EGNB. Elle croit que ces ventes se produiront dans un marché concurrentiel. Pareil marché exige que EGNB soit en mesure de réagir rapidement afin d'être le plus efficace possible. Il n'est pas raisonnable

d'exiger que chaque transaction éventuelle soit soumise à l'examen et à l'approbation de la Commission. Un tel examen exigerait d'être renseigné sur les options actuelles et de pouvoir faire une évaluation éclairée des options raisonnables à venir. La Commission ne croit pas qu'elle devrait s'engager dans cette voie. Pour les mêmes raisons, elle estime que tout examen des ventes de capacité par EGNB serait de peu d'utilité. Elle encourage EGNB à effectuer la vente de sa capacité de la manière la plus ouverte et transparente possible, au moyen si possible d'un babillard électronique. Elle croit que les parties pourront se prévaloir de l'article 69 de la *Loi* pour déposer des plaintes dans le cas où elles estimeraient que EGNB a effectué de façon irrégulière une vente de sa capacité. Selon elle, les intérêts des clients seront mieux servis si EGNB est autorisée à commercialiser ses droits de capacité dans le réseau de M&NP sans que la Commission lui impose des contraintes précises.

EGNB a demandé que la Commission approuve l'inclusion des engagements financiers liés à l'ESTG dans son coût de service pour la durée du contrat. La Commission a soigneusement examiné cette demande à la lumière du risque associé à la vente de capacité. Les commentaires reçus permettent de croire qu'il ne serait pas déraisonnable de s'attendre à un recouvrement minimal de 50 % des coûts. Mais, rien ne le garantit, évidemment. Cette incertitude est mise en évidence par ce qui suit.

Contre-interrogé par M<sup>e</sup> O'Connell, M. Marois a dit que EGNB ne serait pas disposée à prendre des dispositions pour obtenir la capacité dans le réseau de M&NP si cela devait être considéré comme une partie non réglementée des activités. Le président a posé la question suivante : « Si la Commission devait [...] permettre que 35 pour cent de votre coût soit inclus dans votre base tarifaire, accepteriez-vous alors que les 65 pour cent restants ne soient pas réglementés ? » (Page 1356 de la transcription) Dans sa réponse, M. Maclure a répondu : « Je pense que nous voudrions y réfléchir passablement avant d'accepter pareille entente. » (Page 1356 de la transcription)

La Commission croit qu'il convient d'établir un mécanisme qui permettra d'assurer un équilibre entre les intérêts des clients de EGNB et ceux de ses actionnaires à l'égard du risque lié à la vente de capacité par EGNB. Par conséquent, elle autorisera EGNB à inclure chaque année dans son coût de service 50 % du paiement annuel versé à M&NP. Chaque année, cette somme sera réajustée à raison de la moitié de la différence entre le produit de la vente de capacité et 1,5 million de dollars.

Par exemple, si le revenu est égal à 1,5 million de dollars, il n'y aura aucun réajustement. Les clients paieraient 1,5 million de dollars. La somme de ce paiement et du produit des ventes de 1,5 million de dollars donnerait les 3 millions de dollars dus à M&NP.

Si le revenu n'était que de 1 million de dollars, les clients paieraient un supplément de 0,25 million de dollars (1 million de dollars moins 1,5 million de dollars égale 0,5 million de dollars, montant qui, divisé par 2, est égal à 0,25 million de dollars), ce qui représente un coût global de 1,75 million de dollars. Si on ajoute cette somme au produit des ventes de 1 million de dollars, on obtient la somme de 2,75 millions de dollars. Le déficit de 0,25 million de dollars par rapport aux 3 millions de dollars dus à M&NP proviendrait des actionnaires d'EGNB.

Si le revenu était de 2 millions de dollars, les clients bénéficieraient de 0,25 million de dollars (2 millions de dollars moins 1,5 million de dollars égale 0,50 million de dollars, montant qui, divisé par 2, est égal à 0,25 million de dollars). Leur coût global serait ainsi réduit à 1,25 million de dollars. Si on ajoute cette somme au produit des ventes de 2 millions de dollars, on obtient la somme de 3,25 millions de dollars. Après paiement des 3 millions de dollars à M&NP, il reste 0,25 million de dollars aux actionnaires. Ce profit de 0,25 million de dollars serait en sus du rendement autorisé sur les titres de participation.

## **AUTRES QUESTIONS**

### **SERVICE DE FACTURATION ET DE RECOUVREMENT**

EGNB offre à titre facultatif à tous les agents de commercialisation de gaz un service de facturation et de recouvrement dans le cadre duquel elle facturera les clients pour les frais d'approvisionnement en gaz pour le compte de l'agent de commercialisation et s'occupera du recouvrement des créances. Puisqu'elle doit facturer pour les services de distribution, ce service permettra aux clients de ne recevoir qu'une seule facture.

EGNB prévoit confier une partie de ce service à sa société mère Enbridge Consumers Gas (ECG) à Toronto. Les taux qu'elle offrira aux agents de commercialisation au Nouveau-Brunswick sont identiques à ceux que ECG offre en Ontario. Les droits proposés pour ce service sont les suivants :

Service général minimal (SGM)	1,05 \$ la facture
Service général (SG)	2,00 \$ la facture
Service général contractuel (SGC)	5,00 \$ la facture

Pour la composante facturation déléguée du service, EGNB paiera à ECG : 85 ¢ la facture pour les clients SGM, 1,63 \$ la facture pour les clients SG et 4,06 \$ la facture pour les clients SGC. Les reliquats de 20 ¢ la facture pour les clients SGM, de 37 ¢ la facture pour les clients SG et de 94 ¢ la facture pour les

clients SGC, qui sont basés sur les données ontariennes, seront perçus par EGNB pour couvrir le coût des créances douteuses.

Les témoins de EGNB ont déclaré que l'agent de commercialisation serait toujours payé en conformité avec l'entente qu'il aura conclue avec ses clients. Dans certains cas, il pourrait être remboursé pour l'approvisionnement en gaz avant même que EGNB n'ait facturé le client pour ce gaz. EGNB a déclaré qu'elle prendra à sa charge tout le risque du recouvrement de créances de tous les agents de commercialisation qui auront choisi de recevoir ce service.

Bien que EGNB demande à la Commission d'approuver les taux susindiqués pour son service de facturation et de recouvrement, elle a précisé qu'elle « aura besoin de la souplesse nécessaire pour réajuster ces taux éventuellement suivant la fluctuation des coûts et les conditions du marché ». (Page 16 de la pièce A de la preuve de EGNB)

Irving pense que, même si le service est facultatif, le tarif devrait être le moins élevé possible puisque l'objectif devrait être d'encourager les agents de commercialisation à venir s'établir dans la région. Elle recommande aussi que les taux afférents à ce service soient établis en fonction d'un service direct de ECG aux agents de commercialisation, sans majoration en faveur de EGNB.

Irving a signalé que ces droits nécessitaient l'approbation de la Commission. Selon elle, si EGNB devait proposer de les augmenter dans l'avenir, les agents de commercialisation devraient en être avisés et avoir le droit de s'y opposer. Si les taux devaient produire des revenus excédentaires, les créances douteuses pouvant, par exemple, s'avérer plus basses que prévu, EGNB devrait alors être tenue de

diminuer les taux pour encourager davantage les agents de commercialisation. Elle a soutenu que EGNB ne devrait pas être autorisée à tirer des profits de la prestation de ce service.

Aucun intervenant ne s'est opposé à la prestation du service ou encore aux taux que propose EGNB. La Commission approuve le service et les taux tels qu'ils ont été proposés, mais exigera que EGNB dépose chaque année un rapport à propos de ce service. Elle fournira notamment des renseignements suffisants concernant les revenus et les coûts entraînés par ce service pour justifier tant la poursuite du service que le niveau des taux. Elle devra déposer une demande si elle entend apporter des changements aux taux applicables au service de facturation et de recouvrement.

La Commission est inquiète du fait que le service de facturation et de recouvrement ne soit offert que comme un tout, les trois composantes donnant lieu à un seul tarif. Elle recommande à EGNB de considérer la possibilité de changer ce tarif de façon que les agents de commercialisation aient le choix de se charger du recouvrement des créances douteuses, ce qui permettrait à ceux qui désirent se munir eux-mêmes contre les créances douteuses de le faire et d'éviter ainsi d'avoir à payer les droits que demande EGNB pour ce service.

#### **FOURNISSEUR DE DERNIER RESSORT**

La *Loi* ne permet à EGNB de vendre du gaz naturel que dans le seul cas où un client n'est pas approvisionné en gaz en temps opportun par un agent de commercialisation de gaz et qu'aucun autre agent de commercialisation de gaz n'est en mesure ou n'est désireux de le faire. Dans ce cas, EGNB agit comme fournisseur de dernier ressort ou prend des dispositions en ce sens.

Dans la pièce B de la présente demande, EGNB a proposé un taux de service d'approvisionnement de dernier ressort calculé comme correspondant à 110 % du coût complet de remplacement du gaz livré au poste de livraison. En réponse à une question posée, elle a fourni des précisions au sujet des composantes du taux. Elle a expliqué que le coût complet de remplacement du gaz comprendrait le coût de la marchandise, du carburant et du transport. En outre, il y aurait d'autres mesures à prendre, comme conclure des contrats avec des tiers pour acquérir le gaz, assurer la surveillance et effectuer la facturation. Le pourcentage de 110 % a été fixé arbitrairement par EGNB en guise de compensation pour ces mesures directement liées à la prestation du service d'approvisionnement de dernier ressort qui s'ajoutent au coût complet de remplacement.

Aucune partie ne s'est opposée au taux du service d'approvisionnement de dernier ressort de EGNB ni n'a proposé de formule tarifaire de rechange.

Après examen de la proposition de EGNB, la Commission prend acte du fait que le service d'approvisionnement de dernier ressort ne sera fourni par EGNB qu'en cas d'urgence. La fixation du taux à 110 % du coût complet de remplacement est raisonnable pour ce genre de service. La Commission approuve le taux que EGNB a proposé pour le service d'approvisionnement de dernier ressort.

### **TAUX DE GROS**

Dans la proposition qu'elle a faite à la Province, EGNB a présenté des indicateurs de taux illustratifs et un cahier des taux qui comprenait un taux de gros. Toutefois, la demande relative aux taux qu'elle a présentée à la Commission ne comprenait pas de taux de gros.

Pour expliquer pourquoi elle n'avait pas donné suite au taux de gros, EGNB a donné les raisons suivantes. La relation contractuelle avec le client utilisateur ultime serait différente sous un régime de taux de gros. Devenant lié par mandat avec EGNB, l'agent de commercialisation éliminerait tout lien direct entre EGNB et l'utilisateur ultime. EGNB a soulevé la question de la sécurité, faisant valoir que sa capacité de communiquer directement avec le client utilisateur ultime serait réduite si elle ne devait connaître que l'emplacement du branchement du service initial plutôt que l'identité du client utilisateur ultime. Le service de gros empêcherait que le distributeur soit l'initiateur des mesures de débranchement et signifierait que l'agent de commercialisation facturerait les clients utilisateurs ultimes pour les frais de distribution de EGNB. L'activité de l'agent de commercialisation n'étant pas réglementée, la Commission n'aurait pas la compétence lui permettant de réglementer les taux de distribution perçus par lui.

Irving a fait valoir qu'un service de gros permettrait aux agents de commercialisation d'offrir l'option d'un guichet unique, ce qui simplifierait la vie des clients, tous leurs services relatifs au gaz naturel étant fournis par eux. Cela encouragerait plus de clients à passer au gaz naturel, ce qui présenterait des avantages pour le client, pour l'agent de commercialisation et pour EGNB. En ce qui concerne la préoccupation que la Commission soit privée de son droit de regard sur le contenu de la facture des taux de distribution, Irving a souligné que le processus d'agrément des agents de commercialisation permettrait à la Commission de contrôler le contenu de leurs factures. Irving a ajouté qu'elle facturerait chaque client au même taux de distribution que s'il était directement facturé par EGNB. Cela assurerait que les taux de distribution demeurent assujettis à la formule dite du timbre-poste. Le même taux s'appliquerait à tous les clients d'une même catégorie, peu importe où ils habiteraient dans la province et indépendamment du fait qu'ils soient facturés par Irving ou par EGNB.

EGNB a fait valoir que la proposition de Irving ne visait pas l'établissement d'un service de gros, mais d'un mécanisme de facturation. C'est, selon elle, une question qui a été tranchée lors de l'audience concernant la conduite des agents de commercialisation. Irving, a-t-elle ajouté, a contesté à cette audience le droit exclusif, que proposait EGNB, de facturer directement les clients utilisateurs ultimes pour le service de distribution, et a échoué. Elle a soutenu que la proposition de Irving relative au service de gros présentée en l'espèce n'était autre chose qu'une simple reformulation de son approche à la facturation.

L'argumentation de EGNB a reçu l'appui de la Province du Nouveau-Brunswick et de Energy Source Canada. Aucun autre intervenant ne s'est prononcé sur cette question.

La Commission estime que la notion de service de gros avancée par Irving est une stratégie de commercialisation qui offre simplement au client le choix d'une facture unique, ce qui permettrait à l'agent de commercialisation de facturer pour les services de distribution de EGNB et pour ses propres services. La question de la prestation des services de facturation et celle de savoir qui devrait fournir ces services ont été tranchées par la Commission à la suite de l'audience concernant la conduite des agents de commercialisation. Aussi ne demandera-t-elle pas à ce moment-ci à EGNB d'offrir un service de gros.

#### **SERVICE CONTRACTUEL DE CENTRALE ÉLECTRIQUE**

EGNB a demandé à la Commission d'approuver une catégorie de clients appelée Service contractuel de centrale électrique. La demande précise que « le taux de service sera fixé pour chaque client en fonction des coûts que représentera pour EGNB la prestation du service sollicité ». La Commission approuve cette catégorie de clients, mais EGNB devra déposer une demande d'approbation auprès de la Commission chaque fois qu'elle prévoira offrir ce service à un client. La demande devra fournir tous les renseignements pertinents quant aux coûts et aux revenus rattachés au client en question.

### **UNION OF NEW BRUNSWICK INDIANS (UNBI)**

Dans ses remarques finales, l'UNBI a informé la Commission que des négociations avaient été entreprises entre elle et EGNB au sujet des concessions à faire aux Autochtones, en ce qui concerne notamment la formation et ses débouchés ainsi que la protection des plantes médicinales et des sites sacrés. Son intervention à l'audience avait pour objet de demander à la Commission d'approuver l'inclusion dans les coûts de service de EGNB de tous les coûts afférents à la négociation d'une entente et de tous les coûts engagés par EGNB par suite de la conclusion d'une entente.

L'UNBI a affirmé avoir effectué des recherches sur les pratiques de réglementation aux États-Unis et au Canada et n'avoir trouvé aucun cas où des organismes de réglementation auraient refusé d'assimiler de tels coûts aux coûts de service d'une entreprise de service public. Toutefois, aucun exemple n'a été cité de tribunaux administratifs canadiens de réglementation qui eussent approuvé expressément leur inclusion en pareil cas. Des exemples américains et colombiens ont été cités où des instances de réglementation ont prévu, dans ces pays, des dispositions expresses en faveur des Premières nations.

La Commission n'approuvera pas d'avance l'inclusion par EGNB dans ses coûts de service d'un montant inconnu de dépenses au titre d'une fin encore indéterminée. Il appartient à EGNB de lui prouver que tous coûts qu'elle entend faire approuver sont raisonnables, qu'ils ont été prudemment engagés et qu'ils sont nécessaires pour l'exploitation de l'entreprise de distribution de gaz.

### **INFORMATION DESTINÉE À LA CLIENTÈLE**

La formule fondée sur les conditions du marché mise de l'avant par EGNB pour la fixation des taux cibles pendant la phase de démarrage lui permet de réajuster ces taux chaque année. Elle impose

également un plafond puisque EGNB ne peut que réduire ses taux par rapport aux taux cibles pendant l'année.

La Commission craint que les nouveaux consommateurs du gaz pensent que leurs taux de distribution sont réglementés de la façon habituelle. Pour éviter tout malentendu, les clients doivent être avisés clairement, avant de recevoir le service que fournit EGNB, que leurs taux sont établis en fonction des conditions du marché et qu'ils peuvent changer après un délai précis de préavis. Ce message doit accompagner chaque année tout avis de changements du prix cible pour assurer que les clients demeurent conscients de cette modalité du service. La Commission ordonne à EGNB de travailler de concert avec le personnel de la Commission à la préparation de ces avis aux clients.

### **COMMENTAIRES SUR LA LOI**

C'est la première occasion qui convient pour la Commission de commenter la *Loi* depuis son adoption en mars 1999. À son avis, cette loi contient un mécanisme progressiste de réglementation, mais quelques articles doivent être modifiés si l'on veut que le marché du gaz naturel se développe de façon ordonnée dans la province.

Pour la Commission, il est évident que le législateur souhaitait lui confier le mandat de réglementer l'entreprise détenant le monopole de la distribution locale (EGNB). Elle est libre de recourir à la forme de réglementation qui lui paraît indiquée. Il est tout aussi évident que le législateur souhaitait que la vente de la marchandise s'effectue dans un marché ouvert, propice au jeu de la libre concurrence. En outre, il est clair que la vente de services à la clientèle, au sens que donne la *Loi* à ce terme, doit s'effectuer dans les mêmes conditions.

Les responsabilités de la Commission en matière de réglementation des agents de commercialisation de gaz et de services à la clientèle ont été limitées à l'examen d'une demande de certificat fondé sur les critères énoncés à l'article 62. Cet article exige uniquement que le demandeur pratique une saine gestion financière et que sa conduite antérieure n'ait pas été entachée de pratiques commerciales indésirables. Ces critères étant remplis, la Commission doit délivrer un certificat. C'est à la lumière de ce régime législatif, tel qu'elle le comprend, qu'elle désire aborder trois problèmes bien précis.

1. **La définition du terme agent de commercialisation de gaz**

L'article 58 mandate la Commission de délivrer un certificat à tout agent de commercialisation de gaz. Le terme agent de commercialisation de gaz désigne toute personne qui « a) vend ou offre de vendre à un client du gaz ou un service à la clientèle ». Le service à la clientèle s'entend d'un « service qui ne forme pas un monopole naturel et comprend l'entretien des appareils et des canalisations sur le terrain ou dans les locaux du client, la lecture des compteurs, la facturation, le recouvrement, les centres d'appel, l'équilibrage des charges, le service de charge de pointe, le service de fournisseur de dernier ressort, le stockage et les arrangements concernant l'accès à une canalisation de transport ou à un pipeline régi par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis ».

Notre Commission s'interroge sur la raison qui oblige les personnes qui vendent les services à la clientèle suivants à obtenir un certificat pour faire affaire dans un marché concurrentiel : l'entretien des appareils, la lecture des compteurs, la facturation, le recouvrement, les centres d'appel, l'équilibrage des charges, le service de charge de pointe, le stockage et les arrangements concernant l'accès à une canalisation de transport ou à un pipeline.

La Commission est d'avis qu'en incluant ces services dans la définition de l'expression service à la clientèle et, par ce fait, en rendant obligatoire l'obtention d'un certificat de la Commission, la *Loi* impose un degré injustifié de réglementation à la prestation de services à la clientèle dans l'industrie du gaz naturel. En plus d'entraver, par voie de réglementation, l'accès au marché, le processus de délivrance des certificats augmentera les frais administratifs de la Commission, lesquels devront être supportés par les consommateurs du gaz naturel.

## 2. **Les dispositions relatives à la cotisation**

Le paragraphe 87(4) de la *Loi* est ainsi libellé :

« La Commission doit fixer la cotisation de chaque distributeur de gaz et de chaque agent de commercialisation de gaz

- a) pour ses dépenses directes, et
- b) pour sa part des dépenses communes, laquelle doit être déterminée au prorata des gains bruts de ce distributeur de gaz ou de cet agent de commercialisation de gaz sur l'ensemble des gains bruts de tous les distributeurs de gaz ou de tous les agents de commercialisation de gaz auxquels la présente loi s'applique ».

La Commission ne voudrait pas critiquer les rédacteurs de la *Loi*, mais nous croyons que le fait de libeller cet article suivant le modèle des dispositions correspondantes de la *Loi sur les entreprises de service public* rend ces dispositions tout simplement impraticables dans le contexte de l'industrie du gaz naturel pour les raisons suivantes :

1. Sauf modification de la définition d'« agent de commercialisation de gaz », la Commission doit déterminer les gains bruts de chaque personne qui, non seulement vend du gaz, mais

offre un « service à la clientèle ». Voilà qui représenterait une tâche monumentale et qui ajouterait à une industrie au sein de laquelle on entend faire exister la libre concurrence un surcroît de réglementation et d'entraves à l'accès au marché.

2. Même si la *Loi* était modifiée pour écarter les prestataires de services à la clientèle de la définition de l'expression agent de commercialisation de gaz, la Commission est d'avis que même les personnes qui vendent du gaz considéreraient inéquitables les dispositions relatives à la fixation de la cotisation. Les revenus bruts d'un vendeur de gaz comprendront le prix de la marchandise et le coût du transport et de la canalisation de transport. Ainsi, il apparaît vraisemblable, dans l'ensemble, que les vendeurs de gaz auront des revenus bruts supérieurs à ceux de l'entreprise de distribution locale. Par conséquent, ils paieront une proportion plus élevée de la cotisation annuelle de la Commission que l'entreprise de distribution locale assujettie à la réglementation. La Commission est d'avis que les vendeurs de gaz dans un marché où s'exerce la libre concurrence ne devraient pas payer la part du lion des dépenses de l'organisme de réglementation.

La Commission croit que la possibilité que les agents de commercialisation de gaz (les vendeurs de gaz) aient à payer la part du lion des dépenses de la Commission joue fortement à l'encontre de l'incitation des agents de commercialisation de gaz à pénétrer le marché du Nouveau-Brunswick. L'expérience vécue ailleurs indique que les agents de commercialisation de gaz ont une marge très mince de manœuvre dans l'exploitation de leur activité. Le coût additionnel inconnu de la cotisation à la Commission pourrait fort bien convaincre un agent de commercialisation de gaz éventuel de se tenir éloigné du marché du Nouveau-Brunswick, ce qui pourrait conduire à un manque de concurrence au sein du marché du gaz naturel au Nouveau-Brunswick.

La Commission recommande que l'article relatif à la cotisation soit modifié. Notre préférence serait d'obliger l'entreprise de distribution locale à payer la totalité de la cotisation de la Commission chaque année. Les clients en feraient les frais par le truchement des taux de cette entreprise. Si le législateur juge pareille modification inacceptable, alors nous proposons que les vendeurs de gaz ne soient pas tenus de contribuer à la cotisation de la Commission tant que le marché ne sera pas bien établi, ce qui pourrait correspondre à la fin de la phase de démarrage. Tant que cette phase n'est pas terminée, le distributeur de gaz paierait la totalité des dépenses de la Commission.

Si le législateur ne retient ni l'une ni l'autre des options précédentes, la Commission propose que la modification lui confère le pouvoir discrétionnaire de déterminer la proportion de ses dépenses communes qui sera recouvrée auprès des distributeurs de gaz et celle qui le sera auprès des agents de commercialisation de gaz. La portion fixée pour les distributeurs serait ensuite cotisée à l'encontre de chaque distributeur au prorata de ses gains bruts sur l'ensemble des gains bruts du groupe. La portion fixée pour les agents de commercialisation serait cotisée à l'encontre de chaque agent de commercialisation au prorata de ses ventes en mètres cubes, sur l'ensemble des ventes totales en mètres cubes.

Enfin, concernant la cotisation, la Commission signale que le Comité spécial de la Législature a recommandé que le « droit de concession d'utilisateur ultime » annuel serve à réduire les coûts afférents à la réglementation. La Commission appuie cette recommandation et fait observer que la réception par elle de la somme annuelle de 250 000 \$ couvrirait plus des deux tiers des dépenses estimatives qu'elle devra supporter pour fournir des services d'inspection de sécurité au titre de la distribution locale de gaz dans la province.

### 3. **La définition du terme « gazoduc »**

La *Loi* définit ainsi le terme « gazoduc » : « tout tuyau, système ou disposition de tuyaux situé entièrement sur le territoire de la province servant à la distribution du gaz et tous genres de biens et d'ouvrages rattachés à l'exploitation d'un gazoduc, à l'exclusion des pipelines pour lesquels un permis a été accordé en vertu de la *Loi sur les pipelines* et des canalisations de transport ». Le paragraphe 25(1) prévoit ceci : « Le distributeur de gaz ne peut exploiter un gazoduc que s'il est titulaire d'une licence ou d'une licence provisoire accordée par la Commission en vertu du paragraphe (2). » Le paragraphe 25(2) prévoit pour sa part : « La Commission peut, selon les modalités et aux conditions qu'elle estime nécessaires, accorder une licence ou une licence provisoire après avoir jugé l'essai du gazoduc satisfaisant. »

La définition de « gazoduc » dans la *Loi*, combinée aux dispositions des paragraphes 25(1) et 25(2), crée une situation inutilement onéreuse relativement à la production de rapports et aux examens, non seulement à l'endroit du distributeur de gaz, mais aussi à l'endroit de la Commission. Ces exigences n'ont aucun équivalent ailleurs au pays.

Dans la demande que EGNB a présentée récemment concernant la construction, le distributeur de gaz a sollicité l'approbation de la Commission concernant la canalisation à haute pression et à très haute pression nécessaire pour desservir les communautés de Moncton, Riverview, Dieppe, Fredericton, Oromocto, Saint John et St. George. Cette canalisation à haute pression et à très haute pression devait être installée au cours de la phase de construction de l'an 2000. Le distributeur de gaz a demandé également un permis pour construire la « canalisation d'alimentation » au moyen d'une canalisation à pression moyenne dans ces communautés sur une

période de vingt ans. Il ne fait aucun doute que la canalisation à haute et à très haute pression devrait tomber sous le coup des paragraphes 25(1) et (2).

Toutefois, la Commission estime que la canalisation à pression moyenne ne devrait pas être assujettie aux dispositions de cet article. Compte tenu du libellé actuel de la *Loi*, le distributeur de gaz devra faire rapport à la Commission à une fréquence parfois journalière pendant la phase de construction. Par exemple, il lui ferait rapport aujourd'hui qu'il a installé 500 mètres de canalisation à pression moyenne le long de la promenade Canterbury dans la municipalité de Fredericton. Le lendemain, il irait effectuer des essais sur ce tuyau et ferait rapport à la Commission, laquelle lui délivrerait alors une licence distincte l'autorisant à exploiter ce tronçon de 500 mètres de gazoduc. Pour autant que la Commission sache, pareil mécanisme de production de rapports et de délivrance de licences n'est imposé aux entreprises de distribution nulle part ailleurs au Canada ni fort vraisemblablement en Amérique du Nord. La Commission estime que la *Loi* et ses règlements d'application établissent un régime général pour assurer la sécurité de toute la canalisation que le distributeur de gaz entend installer dans la province. Elle croit que les dispositions de l'article 25 ne devraient pas s'appliquer à la canalisation à pression moyenne. Elle compte au sein de son personnel des inspecteurs de la sécurité chargés de s'assurer que le distributeur de gaz se conforme à la *Loi* et à ses règlements d'application lorsqu'il installe ce genre de canalisation.

La Commission demande que la *Loi* soit modifiée de sorte que les dispositions des paragraphes 25(1) et (2) et de tous autres articles qui imposent des exigences inutiles ou onéreuses concernant notamment la production de rapports ne s'appliquent pas à toute canalisation dont la pression d'exploitation maximale est inférieure à 60 psi (414 kPa), ce qui

écarterait les exigences relatives à la production de rapports détaillés à l'égard de la canalisation à pression moyenne ou « canalisation d'alimentation ».